



भारत का राजपत्र

The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-25112020-223296
CG-DL-E-25112020-223296

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 523]

नई दिल्ली, मंगलवार, नवम्बर 24, 2020/अग्रहायण 3, 1942

No. 523]

NEW DELHI, TUESDAY, NOVEMBER 24, 2020/AGRAHAYANA 3, 1942

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

अधिसूचना

नई दिल्ली, 23 नवम्बर, 2020

फा.सं. पीएनजीआरबी/टेक/14-आईएमएसएनजीपीएल/(1)/2019 (पी-216).—पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक अधिनियम, 2006 (2006 का 19) की धारा 61 द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड एतद्वारा पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2012 में आगे संशोधन करने के लिए निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात्:—

1. लघु शीर्षक और प्रारंभ

- (1) इन विनियमों को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) संशोधन विनियम, 2020 कहा जाएगा।
- (2) ये सरकारी राजपत्र में अपने प्रकाशन की तारीख से लागू होंगे।

2. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2012 में:—

- (1) विनियम 2 में,
 - (i) उप-विनियम (1) में—
 - (क) खंड (ड.) के लिए, निम्नलिखित प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:—

ड. "जोखिम" का अर्थ है घटना की संभावना (अनुमान) और घटना के परिमाण दोनों के संदर्भ में संभावित नुकसान को मापना;

(ख) खंड (च) का लोप किया जाएगा।

(ग) खंड (छ) के लिए, निम्नलिखित प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:—

(छ) "जोखिम मूल्यांकन" का अर्थ एक व्यवस्थित प्रक्रिया से है जिसमें सुविधा प्रचालन से संभावित खतरों की पहचान की जाती है, और संभावित प्रतिकूल घटनाओं की संभावना और परिणामों का अनुमान लगाया जाता है। जोखिम मूल्यांकन में अलग-अलग कार्यक्षेत्र हो सकते हैं, और इनका ऑपरेटर के उद्देश्यों के आधार पर विवरण के विभिन्न स्तरों पर कार्य-निष्पादन किया जा सकता है;

(घ) खंड (ज) के लिए, निम्नलिखित प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:—

(ज) "जोखिम प्रबंधन" का अर्थ है एक समग्र कार्यक्रम जिसमें किसी क्षेत्र या उपकरण के लिए संभावित खतरों की पहचान करना शामिल है; घटना की संभावना और परिणामों के संदर्भ में उन खतरों से जुड़े जोखिमों का आकलन करना; संभावना, परिणाम, या दोनों को कम करके जोखिम को कम करना; और जोखिम को कम करने के लिए प्राप्त परिणामों का जायजा लेना;

(ड.) खंड (झ) के बाद, निम्नलिखित खंड शामिल किए जाएंगे, अर्थात्:—

"(झक)" ट्रांसमिशन पाइपलाइन "का अर्थ है पाइपलाइन के एक या एक से अधिक खंड जिन्हें आमतौर पर एक नेटवर्क बनाने के लिए आपस में जोड़ा जाता है और जो गैस को किसी गैदरिंग सिस्टम, किसी गैस प्रोसेसिंग संयंत्र के आउटलेट या किसी भंडारण क्षेत्र से उच्च, मध्यम या निम्न दबाव पाइपलाइन प्रणाली, किसी बड़ी मात्रा वाले ग्राहक या किसी अन्य भंडारण क्षेत्र तक स्थानांतरित करता है;

"(झछ)" सब ट्रांसमिशन पाइपलाइन" का अर्थ एक उच्च दबाव पाइपलाइन से है जो मुख्य प्राकृतिक गैस पाइपलाइन को सिटी गेट स्टेशन के साथ जोड़ती है;"

(च) खंड (ज) में, "वह" शब्द यथावत रहेगा;

(छ) खंड (ट) में, "प्रयोग" शब्द के लिए, "प्रयोगकर्ता" शब्द को प्रतिस्थापित किया जाएगा और "कोष्ठक और अक्षर" शब्दों "या मार्गाधिकार (आरओडब्ल्यू)" शब्दों का लोप किया जाएगा।

(ज) खंड (ठ) के बाद, निम्नलिखित खंड सम्मिलित किए जाएंगे, अर्थात्:

(ड) "होगा" इंगित करता है कि जिस प्रावधान में यह होता है वह अनिवार्य है;

(ढ) "होना चाहिए" इंगित करता है कि जिस प्रावधान में यह होता है वह अनुशंसात्मक है लेकिन अनिवार्य नहीं है;

(ii) उप-विनियम (1) के बाद, निम्नलिखित सम्मिलित किया जाएगा, अर्थात्:

"(1क) अखंडता दोष, जैसी अखंडता मूल्यांकन के लिए उपयोग की जाने वाली अन्य परिभाषाएं या शब्दावली और उप-विनियम (1) में परिभाषित न की गई अन्य अभिव्यक्तियों के लिए प्रयुक्त अन्य परिभाषाएं या शब्दावलियां एएसएमई ख 31.8एस में परिभाषित अनुसार होंगी।":

(2) विनियम 3 में, "करती" शब्द के लिए, "करने में संलग्न" शब्द प्रतिस्थापित किए जाएंगे;

(3) विनियम 4 में, "जो" शब्द के लिए "जैसे कि" शब्द प्रतिस्थापित किए जाएंगे।

(4) विनियम 5 में, उप-विनियम (1) में, "एकीकृत प्रबंधन योजना" शब्दों के लिए "एकीकृत प्रबंधन योजना (आईएमपी)" शब्द कोष्ठक और अक्षर प्रतिस्थापित किए जाएंगे।

(5) विनियम 7 के लिए—

(i) "अनुसूची-7 और अनुसूची-8" में शब्दों, हाइफन और आंकड़ों के लिए, शब्दों हाइफन और आंकड़ों "अनुसूची-7, अनुसूची-8 और अनुसूची-9" को प्रतिस्थापित किया जाएगा;

(ii) उप-विनियम (2) में,—

(क) "कार्यान्वयन अनुसूची" शब्दों के बाद "और अनुपालन" शब्दों को जोड़ा जाएगा;

(ख) खंड (i) को निम्नलिखित द्वारा प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:-

"इकाई को प्रत्येक गतिविधि को निर्दिष्ट समय सीमा के भीतर पूरा करने की आवश्यकता होगी और यदि किसी एक या अधिक गतिविधियों को प्राप्त करने में कोई कमी है, तो इकाई समय-सारणी के साथ एक शमन योजना प्रस्तुत करेगी और समय-सारणी के भीतर सभी छोटी-छोटी कमियों को पूरा करेगी। यदि इकाई निर्दिष्ट समय अनुसूची के भीतर ऐसी गतिविधियों को पूरा करने में विफल रहती है, तो अधिनियम के प्रासंगिक दंड प्रावधान लागू होंगे।";

(6) विनियम 9 में,—

(i) उप-विनियम (2) के लिए, निम्नलिखित प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:

"(2) प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का प्रचालन और रखरखाव करने वाली संस्था के पास इस विनियम के अनुपालन के लिए आवश्यक गतिविधियों के आधार पर योग्य और प्रशिक्षित जनशक्ति को तैनात करने की एक लिखित योजना या सिद्धांत होगा।";

(ii) उप-विनियम (3) में, "बोर्ड द्वारा" शब्दों के बाद, "समय-समय पर" शब्दों को जोड़ा जाएगा;

(7) अनुसूची-1 में,

(i) "व्यावसायिक जोखिम को भी" शब्दों के लिए "जोखिम को" शब्द प्रतिस्थापित किया जाएगा;

(ii) "ट्रांसपोर्टर" शब्द के लिए "ऑपरेटर या ट्रांसपोर्टर" शब्द प्रतिस्थापित किए जाएंगे;

(iii) "निम्न प्रकार होगी" शब्दों के लिए, "का लक्ष्य होना चाहिए" शब्द प्रतिस्थापित किए जाएंगे;

(iv) "की गुणवत्ता सुनिश्चित करना" शब्दों के लिए "सुनिश्चित करें" शब्द प्रतिस्थापित किए जाएंगे;

(v) "प्रोत्साहित करना" शब्द के लिए "प्रोत्साहन" शब्द प्रतिस्थापित किया जाएगा;

(vi) "बढ़ाना", शब्द के लिए "बढ़ाएं" शब्द प्रतिस्थापित किया जाएगा;

(vii) "अधिकतम करना" शब्द के लिए "बढ़ाना" शब्द प्रतिस्थापित किया जाएगा;

(8) अनुसूची-2 में, उप-पैरा 2.3 में उप-शीर्षक "गुणवत्ता नियंत्रण", शब्दों के लिए "गुणवत्ता योजना" उप-शीर्षक प्रतिस्थापित किया जाएगा;

(9) अनुसूची 3 में:

(i) उप-पैरा, "3.1 भौतिक विवरणः" में,

(क) "प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के विवरण" शब्दों के साथ शुरू होने वाले भाग के लिए और "ब्योरा शामिल है जैसे:" शब्दों के साथ समाप्त होने वाले शब्दों को निम्नलिखित द्वारा प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:—

"प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का विवरण में पाइपलाइन कंप्रेसर स्टेशनों, वाल्व स्टेशनों और प्रमुख प्रतिष्ठानों का विशिष्ट विवरण शामिल होगा।";

(ख) मद 3.1.1 में, "ट्रंक पाइपलाइन" शब्दों के लिए "ट्रांसमिशन पाइपलाइन" शब्दों को प्रतिस्थापित किया जाएगा;

(ग) मद 3.1.4 में, "मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशन" शब्दों के लिए "पिगिंग स्टेशनों" शब्दों को प्रतिस्थापित किया जाएगा;

(घ) मद 3.1.7 में, "नियंत्रण केन्द्र" शब्दों के लिए "नियंत्रण कक्ष" प्रतिस्थापित किया जाएगा;

(ड.) मद 3.1.8 में, "कैप्टिव पॉवर जेनरेशन या ग्रिड-पावर के आधार पर" शब्दों का लोप किया जाएगा;

(च) मद 3.1.10 में, "एससीएडीए" शब्द के लिए "टेलीकॉम या एससीएडीए या डेटा ट्रांसफर सिस्टम" शब्द प्रतिस्थापित किए जाएंगे;

(छ) मद 3.1.11 में, "सुरक्षा उपकरण" शब्दों के लिए "उपकरण" शब्द प्रतिस्थापित किया जाएगा;

(ज) मद 3.1.12 में, "सुपुर्दगी स्टेशन" शब्दों के लिए "प्रेषण टर्मिनल या प्राप्त टर्मिनल" शब्द प्रतिस्थापित किए जाएंगे;

(ii) "3.2 अन्य विवरणः" के उप-पैरा में मद सं. 3.2.5, 3.2.6, 3.2.7 और 3.2.8 तथा इससे संबंधित प्रविष्टियों का लोप किया जाएगा;

(10) अनुसूची-4 में,

(i) उप-पैरा 4.3 में,—

(क) "इसमें तकनीकी पहलुओं से संबंधित" शब्दों के साथ शुरू होने वाले भाग, और "समीक्षा प्रणाली पर विचार किया जाए" के साथ समाप्त होने वाले शब्दों को निम्नलिखित द्वारा प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:—

“यह तकनीकी पहलुओं से संबंधित वफादारी प्रबंधन योजना और परिवर्तन प्रक्रिया के प्रबंधन के इन-हाउस विकास को भी अनिवार्य करता है, लेकिन संस्था उनके इन-हाउस आकलन के आधार पर एक प्रिस्क्रिप्टिव आईएमपी के भीतर अधिक कठोर आईएमपी को अपना सकती है।”;

(11) अनुसूची-5 के लिए निम्नलिखित प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:—

"अनुसूची-5

एकीकृत सहायता, निगरानी और सर्वेक्षण

एकीकृत मूल्यांकन, सर्वेक्षण, मॉनिटरिंग और निगरानी के लिए कुछ उपकरण नीचे इस अनुसूची में दिए गए हैं। ऑपरेटर कम से कम एक एकीकृत मूल्यांकन उपकरण का उपयोग करेगा और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के एकीकृत प्रबंधन के लिए आवश्यक सभी लागू सर्वेक्षणों, मॉनिटरिंग और निगरानी उपकरणों का उपयोग करेगा। यह नोट किया जाए कि विशिष्ट माप के लिए आधारभूत डेटा ऑपरेटर के पास उपलब्ध होना चाहिए।

पाइपलाइन प्रणाली का ऑपरेटर प्रत्येक खतरे या जोखिम मूल्यांकन के लिए सबसे उपयुक्त एकीकृत मूल्यांकन उपकरण, सर्वेक्षण, मॉनिटरिंग एवं निगरानी और अंतराल पर एक चार्ट बनाएगा और ऐसे मूल्यांकन के लिए उपयुक्त विनिर्देश और गुणवत्ता नियंत्रण योजना विकसित करेगा। मूल्यांकन की प्रभावशीलता स्थापित करने के बाद, मूल्यांकन के अंतराल को अधिनियम के अंतर्गत बनाए गए विनियमों के अंतर्गत किसी अन्य कोड आवश्यकता जैसे कि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टीयां) विनियम, 2009 के अधीन आगे संशोधन किया जा सकता है। एक सुझाया गया चार्ट परिशिष्ट-III पर प्रस्तुत है।

5.1 एकीकृत मूल्यांकन उपकरण

5.1.1 आंतरिक निरीक्षण:

आंतरिक निरीक्षण (आईएलआई) एक एकीकृत मूल्यांकन पद्धति है जिसका उपयोग संकेतों को खोजने और चिह्नित करने के लिए किया जाता है, जैसे कि आंतरिक या बाहरी जंग और अन्य यांत्रिक क्षति या विरूपण के कारण धातु की हानि।

आंतरिक निरीक्षण उपकरणों में क्षरण और विरूपण दोषों अर्थात् डेंट, गॉज, ग्रूव्स, और अन्य दोषों का पता लगाने की क्षमता होनी चाहिए। इंस्ट्रूमेंट पिगिंग (इंटेलिजेंट पिगिंग) या कोई अन्य तकनीक जो पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टीयां) विनियम, 2009 के प्रावधानों के अनुसार आंतरिक निरीक्षण के बराबर एकीकृत मूल्यांकन का स्तर प्रदान कर सकती है, को एकीकृत मूल्यांकन पद्धति के रूप में नियोजित किया जा सकता है।

5.1.2 आंतरिक पाइपलाइनों का हाइड्रो या दबाव परीक्षण:

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टीयां) विनियम, 2009 में निर्दिष्ट परीक्षण दबाव में ही कुछ खतरों का समाधान करते समय एकीकृत मूल्यांकन के लिए हाइड्रो या दबाव परीक्षण उपयुक्त होता है। सेवा काल के दौरान परीक्षण या दबाव परीक्षण को एकीकृत उपकरण के रूप में भी नियोजित किया जा सकता है।

5.1.3 प्रत्यक्ष मूल्यांकन:-

प्रत्यक्ष मूल्यांकन एक एकीकृत मूल्यांकन पद्धति है जिसमें एक ढांचागत प्रक्रिया का उपयोग किया जाता है जिसके माध्यम से ऑपरेटर निरीक्षण, परीक्षा, और मूल्यांकन के परिणामों के साथ किसी पाइपलाइन प्रणाली या खंड की भौतिक विशेषताओं और ऑपरेटिंग इतिहास की जानकारी को एकीकृत करने में सक्षम होता है, ताकि एकीकृत का पता लगाया जा सके।

बाहरी संक्षारण प्रत्यक्ष मूल्यांकन (ईसीडीए), आंतरिक संक्षारण प्रत्यक्ष मूल्यांकन (आईसीडीए) और दबाव संक्षारण प्रत्यक्ष मूल्यांकन (एससीसीडीए) प्रत्यक्ष आकलन और मूल्यांकन के लिए उपलब्ध उपकरण हैं।

5.1.3.1 बाहरी संक्षारण प्रत्यक्ष मूल्यांकन (ईसीडीए) का उपयोग पाइपलाइन खंडों के लिए बाहरी संक्षारण खतरे के तहत एकीकृत का पता लगाने के लिए किया जा सकता है।

बाहरी संक्षारण प्रत्यक्ष मूल्यांकन को लागू करते समय यदि पाइप खुला मिलता है, तो ऑपरेटर को बाहरी संक्षारण (जैसे यांत्रिक और कोटिंग क्षति) के अलावा अन्य खतरों की भी जांच करनी चाहिए।

5.1.3.2 आंतरिक संक्षारण प्रत्यक्ष मूल्यांकन (ईसीडीए) का उपयोग पाइपलाइन खंडों पर आंतरिक संक्षारण खतरे के लिए एकीकृत का पता लगाने के लिए किया जा सकता है।

5.1.3.3 दबाव संक्षारण क्रैकिंग प्रत्यक्ष मूल्यांकन (एससीसीडीए) का उपयोग पाइपलाइन खंडों पर दबाव संक्षारण खतरे के लिए एकीकृत का पता लगाने के लिए किया जा सकता है।

इनमें से प्रत्येक आकलन को नीचे दिए गए अनुसार चार चरणों में पूरा किया जाता है- अर्थात् :—

- (क) पूर्व-मूल्यांकन - प्रत्यक्ष मूल्यांकन की व्यवहार्यता का निर्धारण, विभिन्न डेटा एकत्रीकरण, डेटाबेस एकीकरण और विश्लेषण को शामिल करना।
- (ख) अप्रत्यक्ष निरीक्षण- डेटाबेस के मूल्यांकन या बाहरी गणना के आधार पर संभावित संक्षरण स्थलों, या कॉलों को चिह्नित करने के लिए या तो उपकरणों का इस्तेमाल करना या गणना करना।
- (ग) प्रत्यक्ष/ विस्तृत जांच - चयनित स्थलों पर संक्षारण की पुष्टि के लिए उत्थनन और जांच करना और इन विनियमों की अनुसूची 6 में दिए गए विवरणों के अनुसार सुधार करना।
- (घ) मूल्यांकन पश्चात् - पाइपलाइन की सर्विस के लिए उसकी उपयुक्तता, पुनर्मूल्यांकन अंतराल और प्रत्यक्ष मूल्यांकन की प्रभावशीलता का पता लगाना।

5.1.4 अन्य एकीकृत आकलन पद्धति

पाइपलाइन के लिए अन्य प्रमाणित एकीकृत मूल्यांकन विधियां पाइपलाइन की एकीकृत के प्रबंधन में उपयोग के लिए मौजूद हो सकती हैं। इन विनियमों के प्रयोजन के लिए, कोई ऑपरेटर इन निरीक्षणों का दबाव परीक्षण या प्रत्यक्ष मूल्यांकन के विकल्प के रूप में उपयोग कर सकता है जहां परिचालन या अन्य बाधाओं के कारण इन-लाइन निरीक्षण (आईएलआई) संभव नहीं है।

5.2 निगरानी और सर्वेक्षणः

5.2.1 कैथोडिक सुरक्षा (सीपी) प्रणाली निगरानी

निम्नलिखित कैथोडिक सुरक्षा निगरानी पद्धतियां उपलब्ध हैं, अर्थात्:—

- (i) पाइप टु सॉइल पोर्टेशियल सर्वेक्षण ;
- (ii) ट्रांसफार्मर रेकिटफायर यूनिट या कैथोडिक प्रोटेक्शन पावर सप्लाई मॉड्यूल - करंट और वोल्टेज मॉनिटरिंग पद्धति;
- (iii) क्लोज्ड इंटरवल संभावित लॉगिंग सर्वेक्षण;
- (iv) कोटिंग स्वास्थ्य सर्वेक्षण (करंट एटेनुएशन टेस्ट, डायरेक्ट करंट वोल्टेज ग्रैडिएंट सर्वेक्षण और अल्टरनेटिंग करंट वोल्टेज ग्रैडिएंट सर्वेक्षण);
- (v) पाइपलाइन एसी और डीसी हस्तक्षेप सर्वेक्षण* जिसमें विदेशी पाइपलाइन क्रॉसिंग, पावर ट्रांसमिशन लाइन क्रॉसिंग या समानांतर और अन्य स्ट्रे करंट स्रोतों पर सर्वेक्षण सहित

* इसमें शामिल सभी संस्थाओं के लिए यह अनिवार्य होगा कि वह अध्ययन या सर्वेक्षण करने और उपशमन उपायों के कार्यान्वयन के लिए अन्य संस्थाओं को सुविधा प्रदान करे।

5.2.2 आंतरिक संक्षारण निगरानी संक्षारण कूपन या ईआर जांच, पिगिंग सफाई से मलबे का विक्षेपण, स्रोत पर गैस की गुणवत्ता की निगरानी और ऐसे अन्य तरीकों से की जानी चाहिए।

5.2.3 आधारभूत मूल्यों के आधार पर मोटाई का मूल्यांकन और आवधिक समीक्षा:

जमीन के ऊपर पाइपलाइनों के सभी खंडों के लिए, सभी पाइपलाइन स्किड्स और प्रेशर वेसल्स की मोटाई का समय-समय पर मूल्यांकन किया जाना चाहिए, इनकी आधारभूत मूल्यों के साथ तुलना की जा सकती है और इसे एकीकृत मूल्यांकन उपकरण के रूप में नियोजित किया जा सकता है। जब भी पाइपलाइन के भूमिगत हिस्से को किसी भी कारण से उजागर किया जाता है, तो मोटाई सर्वेक्षण की संभावना का पता लगाया जाना चाहिए।

5.2.4 पाइपलाइन उपकरण की स्वास्थ्य निगरानी:

पाइपलाइन उपकरण जैसे कि मेन लाइन सेक्शनल वाल्व, अन्य वाल्व, पिग लॉन्चिंग और आवक सुविधाओं और ऐसे अन्य उपकरणों की समय-समय पर उनके प्रचालन की दृष्टि से जांच की जा सकती है।

5.2.5 पाइपलाइनों की निगरानी

विभिन्न प्रभावी निगरानी पद्धतियों का उपयोग प्रत्यक्ष एकीकृत मूल्यांकन उपकरण के रूप में किया जा रहा है। अनुभव और संसाधन प्रबंधन के आधार पर, ऑपरेटर द्वारा एक या कई उपकरणों का इस्तेमाल किया जा सकता है; उनमें से कुछ इस प्रकार हैं- अर्थात्:—

I. **उपयोगकर्ता के अधिकार की गश्त या जमीनी सर्वेक्षण** जिसमें उपयोगकर्ता के अधिकार की स्पष्ट दृश्यता सुनिश्चित करने के लिए लाइन वॉक, उपयोगकर्ता के अधिकार के साथ रखरखाव दल तक पहुंच, वाल्व स्थान और अन्य पाइपलाइन सुविधाएं शामिल हैं। यह बाहरी एजेंसियों, अतिक्रमणों, वाशआउट तथा पाइपलाइन की सुरक्षा और संचालन को प्रभावित करने वाले किसी भी अन्य कारकों द्वारा सतह की स्थिति का जायजा लेने, रिसाव, निर्माण गतिविधि का निरीक्षण करने में मदद करता है। इसके अलावा, सभी पाइपलाइन मार्करों, किलोमीटर पोस्टों और पाइपलाइन के साथ अन्य विशिष्ट संकेत चिह्नों के रखरखाव के जमीनी गश्त सर्वेक्षण किया जा सकता है। इसमें निम्नलिखित भी शामिल हो सकते हैं:—

- (i) लाइन वॉकर या वैकल्पिक सुरक्षा निगरानी प्रणाली द्वारा रात को गश्त लगाना, जहां पाइपलाइन का स्थान सुरक्षा की दृष्टि से कमज़ोर है;
- (ii) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्रणाली के महत्वपूर्ण हिस्सों की उपग्रह छवि पद्धतियों के माध्यम से उपयोगकर्ता का निगरानी अधिकार;
- (iii) महत्वपूर्ण और दुर्गम स्थलों उदाहरण के लिए पहाड़ी क्षेत्र और घाट खंड और अन्य खंडों का प्रयोक्ता अधिकार का वायु सर्वेक्षण।

II. **महत्वपूर्ण हिस्सों के लिए एकीकृत निगरानी प्रणाली:**

यह प्रणाली विभिन्न प्रकार की निम्नलिखित पहचान प्रणालियों का उपयोग कर सकती है, अर्थात्:—

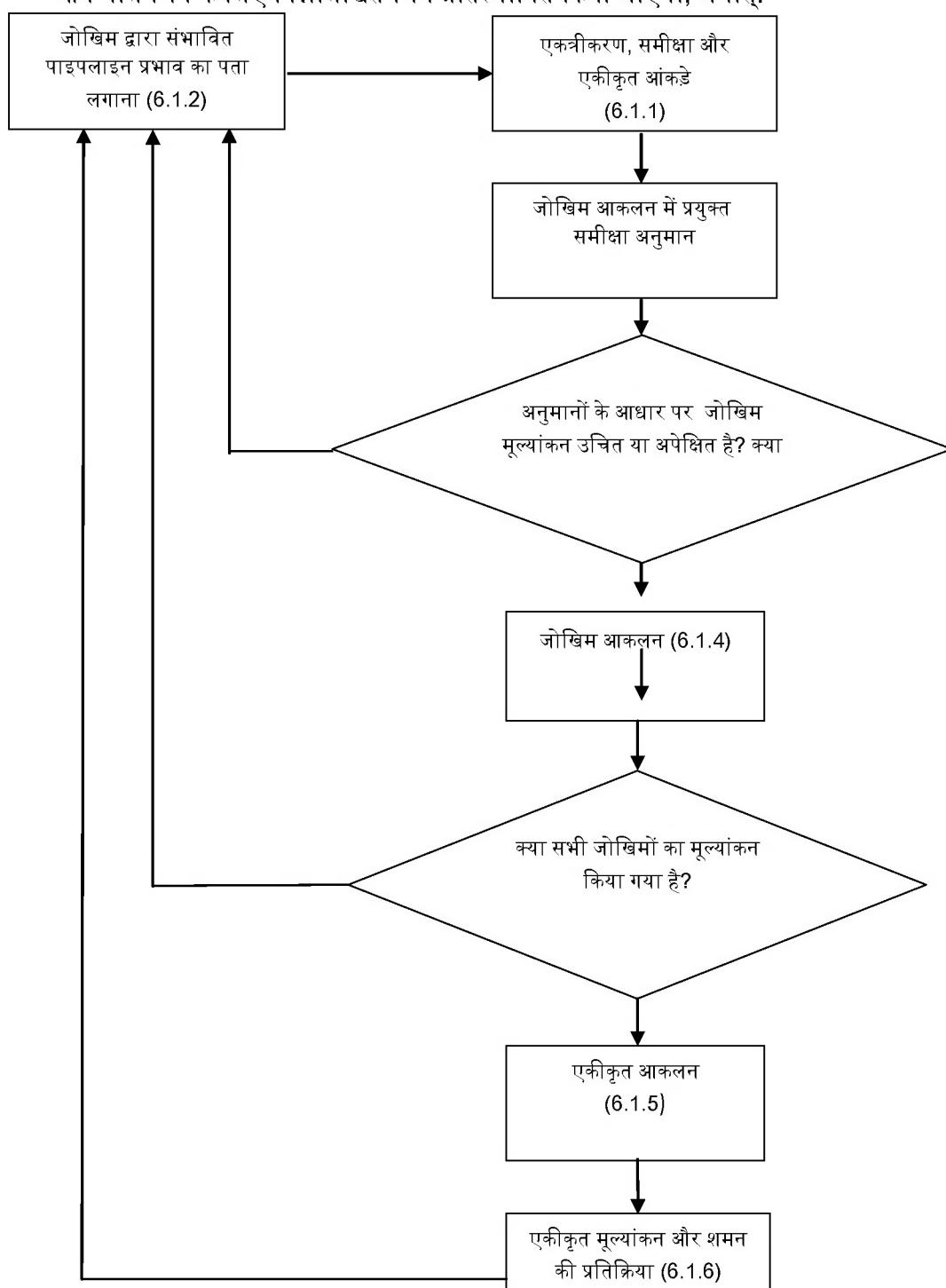
- (i) फाइबर ऑप्टिक्स प्रणाली;
- (ii) ग्राउंड सेंसर प्रणाली;
- (iii) रडार आधारित पहचान प्रणाली; और
- (iv) बाड़ सुरक्षित डेटा एक्सेस प्रणाली।

III. जागरूकता कार्यक्रमः

मार्गाधिकार के पास रहने वाले ग्रामीणों और आम जनता को क्या करें और क्या न करें, के बारे में सूची प्रदान करके प्राकृतिक गैस रिसाव के संभावित परिणामों से अवगत कराया जाना चाहिए। पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) की आचरण पद्धति), विनियम, 2010 के प्रावधानों के अनुसार प्रशासन और स्थानीय जनता के बीच सुरक्षा जागरूकता को आपदा प्रबंधन योजना के अनुसार बनाया जा सकता है।

(12) अनुसूची-6 में,—

- (i) उप-पैरा, "6.1 पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन योजना" में "ब्योरा यहां नीचे दिया गया हैः" शब्दों के बाद आने वाले चित्र के लिए निम्नलिखित चित्र प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्—"



(ii) पैरा शीर्षक "6.1.2 खतरे का पता लगाना:" के अंतर्गत:—

- (क) उप पैरा शीर्षक "(1) समय आधारित खतरे" में, "अंदर जंग लगना" के साथ शुरू होने वाले भाग, और "किया जाए" के साथ समाप्त शब्दों, और स्टॉर और शब्द "*पेट्रोलियम" से शुरू होने वाले भाग, और, "विनियम, 2008 देखें" शब्दों के साथ समाप्त होने वाले शब्दों और आंकड़ों का लोप किया जाएगा।
- (ख) उप-पैरा शीर्षक "(III) समय की छूट से उत्पन्न खतरे" में, आंकड़ों और शब्दों, "iii. भारी वर्षा" के साथ शुरू होने वाले भाग, और आंकड़ों और शब्दों, "(iii) नदी के तल में हलचल होना" के साथ समाप्त शब्दों के स्थान पर निम्नलिखित को प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:
 - "(iii) हाइड्रो तकनीकी: पानी से संबंधित खतरे, जिसमें द्रवण, बाढ़, चैनलिंग, सफाई, कटाव, तैरना, दरार, लहरें, सैलाब, सुनामी, बर्फ जमना, पाला, हिमस्खलन, खाड़ी क्षेत्र प्रभाव, नदी का किनारा, नदी तट या नदी तल या नदी के किनारे संचलन शामिल हैं लेकिन जो इन तक ही सीमित नहीं है;
 - (iv) भू-तकनीकी: पृथ्वी की गति संबंधी जोखिम, जिसमें निर्वाह, अत्यधिक सतह भार, भूकंप प्रवण क्षेत्र, भूकंप, दोषपूर्ण गतिविधियां, खनन, चिकनी मिट्टी और भूस्खलन – या चिकनी मिट्टी भूमि प्रभाव शामिल है, लेकिन जो इन तक ही सीमित नहीं है; और
 - (v) तेज़ हवा।"
- (iii) पैरा शीर्षक में, "6.1.3 परिणाम और प्रभाव विश्लेषण" के तहत,
 - (क) "परिणाम अनुमान" शब्दों के साथ शुरू होने वाले भाग और "क्षेत्रों की पहचान" शब्दों के साथ समाप्त होने वाले शब्दों का लोप किया जाएगा और "आम तौर पर" शब्दों से पहले, शीर्षक "संभावित प्रभाव क्षेत्रः" को जोड़ा जाएगा।
 - (ख) शब्द, अक्षर और आंकड़ों "खंड सं. 3.2" से शुरू होने वाले भाग और "संभावित प्रभाव क्षेत्र" शब्दों के साथ समाप्त होने वाले शब्दों का लोप किया जाएगा।
- (iv) उप-पैरा शीर्षक, "6.1.4.1 जोखिम आकलन पद्धति का विकास करना" में "पद्धति" शब्द के लिए "दृष्टिकोण" शब्द प्रतिस्थापित किया जाएगा।
- (v) उप-पैरा शीर्षक "6.1.4.2 पाइपलाइन प्रणाली के लिए जोखिम आकलन" में, "कम से कम" शब्दों का लोप किया जाएगा।
- (vi) पैरा शीर्षक "6.1.5 एकीकृत आकलन" में,—
 - (क) चिह्न और शब्दों, "• टी4एस मानक" से शुरू होने वाले भाग के लिए और कोष्ठकों और अक्षरों "(आईएसएस) आदि" से समाप्त होने वाले भाग को निम्नलिखित द्वारा प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:
 - (i) दबाव परीक्षण;
 - (ii) आंतरिक निरीक्षण (आईएलआई);
 - (iii) प्रत्यक्ष मूल्यांकन (ईसीडीए, आईसीडीए और एससीसीडीए);
 - (iv) कोई अन्य एकीकृत आकलन पद्धति -;
 - (ख) "समय-समय पर आकलन" शब्दों के बाद, विराम चिह्न और ", रोकथाम और उपशमन उपाय" शब्द जोड़े जाएंगे;
- (vii) पैरा शीर्षक "6.1.6 उपशमन और प्रतिक्रिया (मरम्मत और रोकथाम) में,"

(क) "संबंधित निरीक्षण" शब्दों से शुरू होने वाले भाग, और "कार्रवाई की जाएगी।" के साथ समाप्त होने वाले शब्दों को निम्नलिखित द्वारा प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:—
 "एकीकृत मूल्यांकन और मॉनिटरिंग या सर्वेक्षणों जैसे आंतरिक निरीक्षण और प्रत्यक्ष मूल्यांकन, कोटिंग स्वास्थ्य सर्वेक्षण आदि के पूरा होने के बाद परिणामों का मूल्यांकन किया जाएगा और पाइपलाइन एकीकृत के खतरे को समाप्त करने या कम करने के लिए आवश्यक मरम्मत और निवारक कार्रवाई की जाएगी।";

(ख) अंत में, "एकीकृत को कोई खतरा नहीं होगा" शब्दों और विराम चिह्न के बाद निम्नलिखित को जोड़ा जाएगा, अर्थात्:—
 "संस्था में यथापेक्षित दबाव को कम करने, जहां भी आवश्यक हो, जैसे उपयुक्त उपायों से कर्मियों और पाइपलाइनों की सुरक्षा सुनिश्चित करने के लिए एक योजना होनी चाहिए।"

(ग) उप-पैरा शीर्षक – (क) मरम्मत कार्रवाई के जरिए उपशमन—" में
 (क) खंड "(क) तत्काल मरम्मत स्थितियां" में, उप-खंड (iii) में, "पता लगाई गई" शब्दों का लोप किया जाएगा।
 (ख) "खंड "(ग) निगरानी स्थितियां, में "अंतराल" शब्द का लोप किया जाएगा;—
 (घ) उप-पैरा शीर्षक, "(ख) निवारक कार्रवाई के जरिए उपशमन" के बाद, निम्नलिखित जोड़ा जाएगा, अर्थात्:

"(ग) मौजूदा पाइपलाइन वर्ग स्थलों की समीक्षा:

"यदि मौजूदा पाइपलाइनों के आसपास जनसांख्यिकीय बदलाव के कारण वर्ग स्थान में परिवर्तन होता है, तो वर्ग स्थान में परिवर्तन का पता लगाने के लिए जनसंख्या घनत्व सर्वेक्षण किया जा सकता है।

स्थान वर्ग में परिवर्तन का मूल्यांकन एसएमई बी31.8 के प्रासंगिक प्रावधानों के अनुसार किया जाएगा और जहां ऐसे परिवर्तन के कारण कार्रवाई का संकेत दिया गया है, वहां आवश्यकता होने पर जनसंख्या घनत्व में वृद्धि और उचित उपशमन कार्रवाई पर विचार करते हुए प्रभावित पाइपलाइन खंड के जोखिम का आकलन किया जाएगा। उपशमन कार्रवाई में निम्नलिखित को अधिक से अधिक शामिल किया जाना चाहिए, लेकिन न्यूनतम तौर पर इसमें नीचे तालिका में दी गई कार्यों की सूची को शामिल किया जाएगा; अर्थात्:—

(क) संबंधित पाइपलाइन खंड को संवेदनशील घोषित किया जाएगा और नए स्थान वर्ग के अनुसार गश्त की बारंबारता को बढ़ाया जाएगा;

(ख) स्थानीय आवादी के बीच जागरूकता कार्यक्रम;

(ग) चेतावनी मार्कर कम अंतराल पर स्थापित किए जाएंगे;

(घ) पाइपलाइन के मिट्टी से ढके होने का सर्वेक्षण और कुछ दूरी के अंतराल पर उपशमन उपाय किए जाएंगे;

(ड.) कैथोडिक सुरक्षा (सीपी) निगरानी और सर्वेक्षणों को और अधिक समृद्धि से लागू किया जाएगा;

(च) एकीकृत मूल्यांकन की आवृत्ति 7 (सात) वर्षों में कम से कम एक बार या जोखिम मूल्यांकन द्वारा दर्शाए गए अनुसार, जो भी अधिक हो, बढ़ाई जाएगी;

(छ) प्रभावित खंड का इंजीनियरिंग मूल्यांकन किया जाएगा और पहचानी गई कमियों को दूर किया जाएगा; और

(ज) कंक्रीट स्लैब या कंक्रीट कोटिंग या समग्र आवरण या आवरण और ऐसे अन्य पदार्थ स्थापित करके पाइपलाइन अवरोध सुरक्षा प्रदान की जाएगी;

जोखिम मूल्यांकन के बाद न्यूनतम आवश्यक कार्रवाई

निम्न वर्ग से निम्नलिखित में परिवर्तन	उपर्युक्त सूची से न्यूनतम कार्रवाई
स्थल वर्ग 2	(क) से (घ)
स्थल वर्ग 3	(क) से (छ)
स्थल वर्ग 4	(क) से (ज)

उपर्युक्त विशिष्ट कार्रवाई के अलावा, जोखिम मूल्यांकन द्वारा दर्शाई गई अन्य कोई कार्रवाई की जाएगी।"

(viii) उप-पैरा शीर्षक "6.1.7 आंकड़ों को अद्यतन बनाना, एकीकृत और सीमित करना" शब्दों में, शब्द और विराम चिह्न, "नरम, सख्त" शब्दों को "नरम या सख्त" शब्दों द्वारा प्रतिस्थापित किया जाएगा;

(ix) पैरा शीर्षक "6.2 निष्पादन मूल्यांकन योजना" में, "निष्पादन उपायों और निष्पादन मैट्रिक्स" शब्द, अक्षर और आंकड़ों से शुरू होने वाले भाग और "तालिका सं.8 और 9 देंखो।" शब्दों के साथ समाप्त होने वाले शब्दों का लोप किया जाएगा।

(x) उप-पैरा शीर्षक "6.2.1 निष्पादन उपाय" में, शब्द, "पिंगिंग" लोप किया जाएगा और, "कार्यक्रमों" शब्द के लिए जहां इसका इस्तेमाल हुआ है उन दोनों स्थलों में "कार्यक्रम" शब्द प्रतिस्थापित किया जाएगा।

(xi) मद "6.3.1 बाहरी संचार" में, खंड (II) में "जनता" शब्द के बाद, "या सार्वजनिक संस्थान जैसे स्कूल, अस्पताल या अन्य संस्थानों" शब्दों को जोड़ा जाएगा।

(xii) पैरा शीर्षक "6.4 परिवर्तन प्रबंधन" में, "परिवर्तन प्रबंधन" शब्दों के लिए, "परिवर्तन प्रबंधन की योजना" शब्दों को प्रतिस्थापित किया जाएगा।

(xiii) पैरा शीर्षक "6.5 गुणवत्ता नियंत्रण" में,

(क) "गुणवत्ता नियंत्रण" शीर्षक में, "नियंत्रण" शब्द के लिए "योजना" शब्द प्रतिस्थापित किया जाएगा;

(ख) "गुणवत्ता कार्यक्रम" शब्दों को "गुणवत्ता प्रबंधन कार्यक्रम" शब्दों से प्रतिस्थापित किया जाएगा;

(ग) हाइफन और आंकड़े "-2001" का लोप किया जाएगा; और

(घ) "पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की आंतरिक लेखापरीक्षा" शब्दों के साथ शुरू होने वाले भाग, तथा "पूर्ण तथा प्रलेखित किए गए हों।" शब्दों से समाप्त होने वाले शब्दों का लोप किया जाएगा;

(13) अनुसूची-7 में,

(i) पैरा शीर्षक "7.1 प्रबंधन का अनुमोदन" में,

(क) "कंपनी के प्रचालन दल" शब्दों के लिए "संस्था के प्रचालन या रखरखाव को" शब्द प्रतिस्थापित किए जाएंगे; तथा

(ख) "अनुरूपता" शब्द के लिए, "सत्यापन अनुरूपता" शब्दों को जोड़ा जाएगा।

(ii) उप-पैरा "7.2 पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पीएनजीआरबी) द्वारा स्वीकृति" और उसमें दी गई सामग्री का लोप किया जाएगा।

(iii) उप-पैरा "7.3 कार्यान्वयन के लिए अनुमोदन" और तत्संबंधी सामग्री निम्नलिखित द्वारा प्रतिस्थापित की जाएगी, अर्थात्:—

- "चरण# 5: संस्था के बोर्ड द्वारा पहली बार कार्यान्वयन के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज़ की स्वीकृति और तत्पश्चात् संस्था के मुख्य कार्यकारी अधिकारी (सीईओ) या पूर्णकालिक निदेशक द्वारा आवधिक समीक्षा की मंजूरी देना।
- चरण# 6: अनुमोदित आईएमएस दस्तावेज़ तथा संस्था से इसके कार्यान्वयन की पुष्टि बोर्ड को प्रस्तुत की जाएगी-";

(iv) अंत में दी गई टिप्पणी और उसकी सामग्री का लोप किया जाएगा।

(14) अनुसूची-8 के लिए, निम्नलिखित प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:—

"अनुसूची-8

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की कार्यान्वयन अनुसूची:

क्र.सं.	गतिविधियाँ	समय अनुसूची
1	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशेषिया) विनियम, 2009 का अनुपालन	अनुमोदित आईएमएस दस्तावेज़ प्रस्तुत करने सहित पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पीएनजीआरबी) को प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
2	एकीकृत प्रबंधन प्रणाली तैयार करना और संस्था के प्रचालन या रखरखाव टीम के प्रमुख द्वारा अनुमोदन।	इन विनियमों के लागू होने की तारीख से 1 वर्ष*
3	तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसी द्वारा एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज़ के साथ विनियम की अनुरूपता।	संस्था के प्रचालन/ रखरखाव के प्रमुख के अनुमोदन के बाद से 3 माह।
4	संस्था के बोर्ड द्वारा पहली बार कार्यान्वयन के लिए अनुमोदन और तत्पश्चात् संस्था के मुख्य कार्यकारी अधिकारी (सीईओ) या पूर्णकालिक निदेशक द्वारा आवधिक समीक्षा अनुमोदन	तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसी (टीपीआईए) द्वारा अनुरूपता आकलन से 3 महीने के भीतर।
5	कार्यान्वयन की शुरुआत	इस तालिका में क्र.सं. 4 में विनिर्दिष्ट अनुमोदन के तुरंत बाद
6	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड को एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज़ प्रस्तुत करना	इस तालिका में क्र.सं.4 में विनिर्दिष्ट अनुमोदन से 1 माह
7	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड को अनुपालन विवरण प्रस्तुत करना	प्रत्येक वर्ष पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड को प्रस्तुत किया जाएगा।

टिप्पणी: इन विनियमों में अनुसूची-7 में वर्णित अनुसार कार्यान्वयन के उपाय किए जाने चाहिए।

*- नई पाइपलाइनों के लिए, 1 वर्ष की अवधि की गणना ऐसी पाइपलाइनों के चालू होने की तारीख से एक वर्ष के भीतर की जाएगी।"

(15) अनुसूची-9 के लिए, निम्नलिखित प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:—

'अनुसूची-9'

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की समीक्षा

9.1 एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की समीक्षा की आवधिकता

संस्थाएं अपनी मौजूदा एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की समय-समय पर समीक्षा कर सकती है, लेकिन यह ऐसी दो निरंतर समीक्षा के बीच प्रत्येक 3 वर्ष के अंतराल से अधिक नहीं होनी चाहिए और एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम के निष्पादन के आधार पर अनुसूची 7 के प्रावधानों के अनुसार यदि आवश्यक हो या सांविधिक या विनियामक आवश्यकताओं में कोई बदलाव किया जाना हो, तो उसे अद्यतन किया जाना चाहिए। लेकिन गतिशील प्रकृति के परिवर्तन जैसे परिसंपत्तियों, प्रमुख कर्मियों में वृद्धि, विलोपन, आशोधन, अन्य उपयोगिताओं के साथ तालमेल और ऐसे अन्य परिवर्तनों के लिए आईएमएस में संशोधन की आवश्यकता नहीं हो सकती है और इसे संबंधित संस्था द्वारा समय-समय पर अद्यतन किया जा सकता है।

9.2 एकीकृत प्रबंधन प्रणाली लेखा-परीक्षा

पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की लेखा-परीक्षा नियमित आधार पर की जाएगी। लेखा-परीक्षा का उद्देश्य इन नियमों में उल्लिखित नीतियों और प्रक्रियाओं का अनुपालन सुनिश्चित करना है। सिफारिशों और सुधारात्मक कार्रवाई को पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में प्रलेखित और शामिल किया जाएगा। समग्र एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की किसी भी आंतरिक और बाहरी लेखा-परीक्षा के लिए निम्नलिखित आवश्यक वस्तुओं को ध्यान में रखा जाएगा, अर्थात्:

- (i) आईएमएस दस्तावेज़ विकसित, अनुमोदित और मान्य है;
- (ii) गतिविधियाँ एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के अनुसार की जाती हैं;
- (iii) सत्यापित करें कि क्या वार्षिक निष्पादन उपायों का मूल्यांकन किया गया है;
- (iv) सभी कार्रवाई मदों या गैर-अनुरूपता समयबद्ध तरीके से समाप्त की गई हैं;
- (v) प्रयुक्त जोखिम मानदंडों की समीक्षा और प्रलेखन किया गया है; और
- (vi) रोकथाम, उपशमन और मरम्मत मानदंड स्थापित, पूर्ण और प्रलेखित किए गए हैं।

9.3 आंतरिक और बाहरी लेखा-परीक्षा की आवृत्ति

प्रचालन चरण के दौरान निम्नलिखित लेखा-परीक्षा आयोजित करके इन विनियमों के प्रावधानों के अनुपालन को सुनिश्चित करने के लिए एक प्रणाली होगी, अर्थात्:—

- (क) आंतरिक लेखा परीक्षा – प्रत्येक वर्ष;
- (ख) बाहरी लेखा-परीक्षा - बोर्ड द्वारा अनुमोदित तृतीय पक्ष द्वारा अनुमोदित आईएमएस के अनुसार प्रत्येक 3 वर्ष में;

(16) अनुसूची-10 में, "कंपनी को" शब्दों के साथ शुरू होने वाले भाग और हाइफन और आंकड़े "परिशिष्ट-IV" में दी गई शर्तों के अनुरूप होनी चाहिए।" के साथ समाप्त होने वाले शब्दों को निम्नलिखित द्वारा प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:

"संस्था में इन विनियमों के अनुपालन के लिए अपेक्षित गतिविधियों के आधार पर प्रतिष्ठानों की लिखित योजना या सिद्धांत की एक लिखित योजना होगी और वे परियोजना के विभिन्न चरणों के लिए जनशक्ति अर्थात् उक्त योजना में डिजाइन, निर्माण, कमीशन, संचालन और रखरखाव की आवश्यकता को पूरा करेंगे।"

(17) परिशिष्ट-1 में, मार्क और शब्दों "गैस अनुसंधान संस्थान" के साथ शुरू होने वाले भाग, और "आकार का मॉडल।" से समाप्त होने वाले शब्दों का लोप किया जाएगा।

(18) परिशिष्ट-11 में, तालिका में, क्रम संख्या 6 में, कॉलम शीर्षक "समय-अनुसूची" के अंतर्गत, आंकड़े और शब्द, "2 वर्ष" से पहले "पाइपलाइन के चालू होने से" शब्दों को जोड़ा जाएगा।

(19) परिशिष्ट-III के लिए, और इससे संबंधित प्रविष्टियों के लिए, निम्नलिखित को प्रतिस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:-

“परिशिष्ट-III”

विशिष्ट जोखिम के संबंध में एकीकृत आकलन या प्रबंधन पद्धतियों* के चयन के लिए सुन्नाया गया चार्ट

जोखिम समूह	जोखिम	एकीकृत मूल्यांकन या प्रबंधन की पद्धति*	अंतराल
------------	-------	--	--------

(क) समय पर निर्भरता:

	बाहरी संक्षारण	आंतरिक निरीक्षण या बाहरी संक्षारण प्रत्यक्ष मूल्यांकन (ईसीडीए) या दबाव परीक्षण या अन्य कोई एकीकृत आकलन पद्धति	अधिकतम 10 वर्ष **
	आंतरिक संक्षारण	आंतरिक निरीक्षण या आंतरिक संक्षारण प्रत्यक्ष मूल्यांकन (आईसीडीए) या दबाव परीक्षण या अन्य कोई एकीकृत आकलन पद्धति	अधिकतम 10 वर्ष **
	दबाव संक्षारण क्रैकिंग	आंतरिक निरीक्षण या दबाव संक्षारण क्रैकिंग प्रत्यक्ष आकलन (एससीसीडीए) या दबाव परीक्षण या अन्य कोई एकीकृत आकलन पद्धति	अधिकतम 10 वर्ष **

(ख) स्थिर:

क) विनिर्माण संबंधी दोष	दोषपूर्ण पाइप सीम	आंतरिक निरीक्षण या दबाव परीक्षण या अन्य कोई एकीकृत आकलन पद्धति	चालू होने से पहले या आवश्यकता पड़ने पर
	दोषपूर्ण पाइप		
ख) वेल्डिंग/ निर्माण संबंधी	दोषपूर्ण पाइप गिरथ वेल्ड	कैलिपर पिगिंग या इलेक्ट्रॉनिक गेजिंग पिगिंग (ईजीपी)	
	दोषपूर्ण निर्माण वेल्ड		
ग) उपकरण	झुका हुआ मोड़ या बकसुआ	दृश्य जांच या गैस रिसाव सर्वेक्षण	
	निकले हुए धागे या टूटा हुआ पाइप		

(ग) समय-स्वतंत्रता

क) तृतीय पक्ष या यांत्रिक क्षति	पहले, दूसरे, या तीसरे पक्षों (तात्कालिक या तत्काल विफलता) द्वारा किया गया नुकसान	सार्वजनिक शिक्षा (संचार योजना और निवारक कार्रवाई देखें), गश्त, आरओओ रखरखाव, बाहरी सुरक्षा	मासिक या त्रैमासिक
	पहले क्षतिग्रस्त पाइप (विलंबित विफलता मोड़)	ऊपर + रिसाव सर्वेक्षण, पुनर्वास	
	विध्वंस	उपर्युक्त सभी	
ख) गलत संचालन	गलत संचालन प्रक्रिया	अनुपालन लेखा-परीक्षा	

ग) मौसम संबंधी और बाहरी बल	मौसम संबंधी	रिसाव सर्वेक्षण, निगरानी	आवश्यकता पड़ने पर
	आकाशीय बिजली गिरना	सर्ज डायवर्टर का निरीक्षण	
	भारी बारिश या बाढ़	निरीक्षण, निगरानी	
	पृथ्वी की गति	तनाव की निगरानी, रिसाव सर्वेक्षण	
	दर्रा क्षेत्र प्रभाव	निगरानी, रिसाव सर्वेक्षण, निरीक्षण	आवश्यकता पड़ने पर
	गंदला या दलदल क्षेत्र प्रभाव	निगरानी, रिसाव सर्वेक्षण, कैथोडिक संरक्षण निगरानी	आवश्यकता पड़ने पर
	नदी तल संचलन	निगरानी, रिसाव सर्वेक्षण, निरीक्षण	आवश्यकता पड़ने पर

* इन विनियमों की अनुसूची-5 में कुछ महत्वपूर्ण एकीकृत मूल्यांकन या प्रबंधन पद्धतियों का उल्लेख किया गया है।

** आंतरिक निरीक्षण आवृत्ति पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टीया) विनियम, 2009 के अनुसार होनी चाहिए";

(20) परिशिष्ट-IV और इससे संबंधित प्रविष्टियों का लोप किया जाएगा।

वन्दना शर्मा, सचिव

[विज्ञापन-III/4/असा./382/2020]

पाद टिप्पणी: मूल विनियमों को दिनांक 5 नवंबर, 2012 की फा.सं. इंफ्रा/आईएम/एनजीपीएल/1201 द्वारा अधिसूचित किया गया था।

PETROLEUM AND NATURAL GAS REGULATORY BOARD

NOTIFICATION

New Delhi, the 23rd November, 2020

F. No. PNGRB/Tech/14-IMSNGPL/(1)/2019 (P-216).—In exercise of the powers conferred by section 61 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Act, 2006 (19 of 2006), the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board hereby makes the following regulations, further to amend the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Integrity Management System for Natural gas pipelines) Regulations, 2012, namely:—

1. Short title and commencement.

- (1) These regulations may be called the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Integrity Management System for Natural gas pipelines) Amendment Regulations, 2020.
- (2) They shall come into force on the date of their publication in the Official Gazette.

2. In the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Integrity Management System for Natural gas pipelines) Regulations, 2012;—

(1) in regulation 2,

(i) in sub-regulation (1),—

(a) for clause (e), the following shall be substituted, namely:—

‘(e) “risk” means the measure of potential loss in terms of both the incident probability (likelihood) of occurrence and the magnitude of the consequences;’;

(b) clause (f) shall be omitted;

(c) for clause (g), the following shall be substituted, namely:—

‘(g) “risk assessment” means a systematic process in which potential hazards from facility operation are identified, and the likelihood and consequences of potential adverse events are estimated. Risk assessments can have varying scopes, and can be performed at varying levels of detail depending on the operator’s objectives;’;

(d) for clause (h), the following shall be substituted, namely: -

‘(h) “risk management” means an overall program consisting of identifying potential threats to an area or equipment; assessing the risk associated with those threats in terms of incident likelihood and consequences; mitigating risk by reducing the likelihood, the consequences, or both; and measuring the risk reduction results achieved;’;

(e) after clause (i), the following clauses shall be inserted, namely:—

‘(ia) “transmission pipeline” means one or more segments of pipeline usually interconnected to form a network that transports gas from a gathering system, the outlet of a gas processing plant or a storage field to a high, medium or low-pressure pipeline system, a large-volume customer or another storage field;

‘(ib) “sub transmission pipeline” means a high-pressure pipeline connecting the main natural gas pipeline to the city gate station;’;

(f) in clause (j), for the word, “he”, the word, “one” shall be substituted;

(g) in clause (k), for the word “use”, the word “user” shall be substituted and the words, brackets and letters, “or right of way (RoW)”, shall be omitted;

(h) after clause (l), the following clauses shall be inserted, namely:—

‘(m) “Shall” indicates that the provision in which it occurs is mandatory;

‘(n) “Should” indicates that the provision in which it occurs is recommendatory but not mandatory;’;

(ii) after sub-regulation (1), the following shall be inserted, namely:

“(1A) Other definitions or terminologies used for integrity assessment like anomaly, defect, MAOP and like other expressions not defined in sub-regulation (1), shall be as defined in ASME B 31.8S.”;

(2) in regulation 3, after the words, “all the entities”, the words, “engaged in”, shall be inserted;

(3) in regulation 4, for the words, “that is”, the words, “such as” shall be substituted;

(4) in regulation 5, in sub-regulation (1), for the words, “integrity management plan”, the words, brackets and letters, “Integrity Management Plan (IMP)” shall be substituted;

(5) for regulation 7,—

(i) in sub-regulation (1), the words, “through implementation schedule” shall be omitted and for the words, hyphens and figures, “Schedule-7 and Schedule-8”, the words, hyphens and figures “Schedule-7, Schedule-8 and Schedule-9”, shall be substituted;

(ii) in sub-regulation (2),—

(a) after the words, “implementation schedule”, the words, “and compliance”, shall be inserted;

(b) in clause (i), for the portion beginning with the words, “within the time” and ending with the words, “Act shall apply” the following shall be substituted, namely: -

“with time schedule and make good all short comings within the time schedule. If the entity fails to complete such activities within the specified time schedule, relevant penal provisions of the Act shall apply”;

(6) in regulation 9,—

(i) for sub-regulation (2), the following shall be substituted, namely:—

“(2) Entity operating and maintaining natural gas pipelines shall have a written plan or philosophy of deploying qualified and trained manpower at the installations based on activities required for compliance to this regulation.”;

(ii) in sub-regulation (3), after the words, “by the Board”, the words “from time to time”, shall be inserted.

(7) in Schedule-1,—

(i) for the words, “also minimize business”, the word, “minimize” shall be substituted;

(ii) for the word, “transporter”, the words, “operator or transporter” shall be substituted;

(iii) for the words “shall be” occurring after the words, “Integrity Management System”, the words, “should aim to”, shall be substituted;

- (iv) for the words, “Ensuring the quality of”, the word, “Ensure” shall be substituted;
- (v) for the word, “Promoting” the word, “Promote” shall be substituted;
- (vi) for the word, “Increasing” the word, “Enhance” shall be substituted;
- (vii) for the word, “Optimizing” the word, “Enhance” shall be substituted;
- (8) in Schedule-2, in sub-paragraph 2.3, for the sub-heading, “Quality Control”, the sub-heading, “Quality Plan” shall be substituted;
- (9) in Schedule 3,—
 - (i) in sub-paragraph, “3.1 PHYSICAL DESCRIPTION:”—
 - (a) for the portion beginning with the words, “Description of natural gas” and ending with the words, “details such as:”, the following shall be substituted, namely: -

“Description of natural gas pipeline shall include specific description of the pipelines compressor stations, valve stations and major installations details such as:”;
 - (b) in item 3.1.1, for the words, “Trunk Pipeline”, the words, “Transmission Pipeline” shall be substituted;
 - (c) in item 3.1.4, for the words, “Intermediate Pigging Stations”, the words, “Pigging Stations” shall be substituted;
 - (d) in item 3.1.7, for the words, “Control Stations”, the words, “Control Rooms” shall be substituted;
 - (e) in item 3.1.8, the words “depending upon Captive power generation or Grid-power”, shall be omitted;
 - (f) in item 3.1.10, for the word, “SCADA”, the words, “Telecom or SCADA or Data Transfer System” shall be substituted;
 - (g) in item 3.1.11, for the word, “Equipments”, the word, “Equipment” shall be substituted;
 - (h) in item 3.1.12, for the words, “Delivery Stations”, the words, “Dispatch Terminal or Receiving Terminal” shall be substituted;
 - (ii) in sub-paragraph, “3.2 OTHER DESCRIPTION:”, the item nos. 3.2.5, 3.2.6, 3.2.7 and 3.2.8 and the entries relating thereto shall be omitted;
- (10) in Schedule-4,—
 - (i) in sub-paragraph 4.3,—
 - (a) the portion beginning with the words, “pertaining to technical aspects”, and ending with the words, “Integrity Management System for Natural gas pipeline”, shall be omitted and after the words, “Management of Change”, the following shall be inserted, namely: -

“process pertaining to technical aspects, but the entity may adopt more rigorous IMP within a prescriptive IMP based on their in-house assessment.”;
- (11) for Schedule-5 the following shall be substituted, namely:—

“ SCHEDULE-5

INTEGRITY ASSESSMENT, MONITORING AND SURVEYS

Some of the tools for Integrity assessment, surveys, monitoring and surveillance are provided below in this schedule. The operator shall employ at least one integrity assessment tool and should use all applicable surveys, monitoring and surveillance tools necessary for

the integrity management of natural gas pipeline. It may be noted that the baseline data for specific measurement should be available with the operator.

The operator of a pipeline system shall develop a chart of most suited integrity assessment tool, surveys, monitoring and surveillance and interval for each threat or risk assessment and further develop appropriate specifications and quality control plan for such assessment. After establishing effectiveness of assessment, the interval of assessment may be further modified subject to any other code requirement under the regulations made under the Act, such as Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for natural gas pipelines) Regulations, 2009. A suggested chart is placed at APPENDIX –III.

5.1 INTEGRITY ASSESSMENT TOOLS

5.1.1 In-Line Inspection:

In-line inspection (ILI) is an integrity assessment method used to locate and characterize indications, such as, metal loss due to internal or external corrosion and other mechanical damage or deformation.

Internal inspection tools shall have capability of detecting corrosion and deformation anomalies that is to say dents, gouges, grooves, and like other anomalies. Instrumented Pigging (Intelligent Pigging) or any other technology that can provide a level of integrity assessment equivalent to In-line Inspection in accordance with the provisions of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural gas pipelines) Regulations, 2009, which may be employed as Integrity Assessment Method.

5.1.2 Hydro or Pressure Testing of In-service Pipelines:

Hydro or Pressure testing is appropriate for integrity assessment when addressing certain threats at the pre-commissioning stage itself at test pressure specified in the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural gas pipelines) Regulations, 2009. Hydro Testing or Pressure testing can also be employed as an integrity assessment tool during service life.

5.1.3 Direct Assessment:

Direct assessment is an integrity assessment method utilizing a structured process through which the operator is able to integrate knowledge of the physical characteristics and operating history of a pipeline system or segment with the results of inspection, examination, and evaluation, in order to determine the integrity. External Corrosion Direct Assessment (ECDA), Internal Corrosion Direct Assessment (ICDA) and Stress Corrosion Cracking Direct Assessment (SCCDA) are the available tools for direct assessment and evaluation.

- 5.1.3.1 External Corrosion Direct Assessment (ECDA) can be used for determining integrity for the external corrosion threat on pipeline segments. While implementing External Corrosion Direct Assessment if the pipe is exposed, the operator should conduct examinations for threats other than that for external corrosion also (like mechanical and coating damages).
- 5.1.3.2 Internal Corrosion Direct Assessment (ICDA) can be used for determining integrity for the internal corrosion threat on pipeline segments.
- 5.1.3.3 Stress Corrosion Cracking Direct Assessment (SCCDA) can be used for determining integrity for the stress corrosion threat on pipeline segments.

Each of these assessments are carried out in four steps as below, namely:—

- (a) Pre-assessment - determining feasibility of Direct Assessment, incorporating various data gathering, database integration and analysis
- (b) Indirect Inspection- using either tools or calculations to flag possible corrosion sites, or calls, based on the evaluation or extrapolation of the database
- (c) Direct or Detailed Examination- excavation and examination to confirm corrosion at the identified sites and remediation as provided in Schedule 6 to these regulations.
- (d) Post-assessment- to determine the fitness for service of pipeline, re-assessment interval and effectiveness of Direct Assessment.

5.1.4 Other Integrity Assessment Methodology:

Other proven integrity assessment methods for pipeline may exist for use in managing the integrity of pipeline. For the purpose of these regulations, it is acceptable for an operator to use these inspections as an alternative to pressure testing or direct assessment and where In-line inspection (ILI) is not feasible due to operational or other constraints.

5.2 MONITORING AND SURVEYS:

5.2.1 Cathodic Protection (CP) System Monitoring:

Following cathodic protection monitoring methods are available, namely:—

- (i) Pipe to Soil Potential Survey;
- (ii) Transformer Rectifier Unit or Cathodic Protection Power Supply Module - current and voltage monitoring method;
- (iii) Closed Interval Potential Logging Survey;

- (iv) Coating Health Surveys (Current Attenuation Test, Direct Current Voltage Gradient survey and Alternating Current Voltage Gradient Survey); and
- (v) Pipeline AC and DC Interference Survey* including survey at Foreign Pipeline Crossings, Power Transmission line crossings or parallelism and other Stray current sources;

* It shall be obligatory for all the entities involved to facilitate other entities to conduct studies or surveys and in implementation of mitigation measures.

5.2.2 Internal corrosion monitoring should be done through Corrosion coupon or ER Probe, debris analysis from cleaning pigging, quality monitoring of gas at source and like other methods.

5.2.3 Thickness assessment and periodic review against baseline values:

For all sections of the pipelines above ground, all pipeline skids and pressure vessels, a periodic thickness assessment and comparison with baseline values may be done and employed as Integrity Assessment tool. Possibility of thickness survey shall be explored whenever underground portion of the pipeline is exposed for whatsoever reasons.

5.2.4 Pipeline equipment Health Monitoring:

Pipeline equipment such as main line sectionalizing valves, other valves, pig launching and receiving facilities and like other equipments may be checked periodically for their operation.

5.2.5 Surveillance of Pipelines:

Various effective surveillance methods are being used as direct integrity assessment tools. Based upon the experience and resource management, one or multiple tools may be followed by the operator; some of them are detailed as under, namely: -

I. Patrolling or Ground Survey of the Right of User which includes Line Walk for ensuring clear visibility of Right of User, access to maintenance crew along the Right of User, valve locations and other pipeline facilities. This also helps to observe surface conditions, leakage, construction activity performed by external agencies, encroachments, washouts and any other factors affecting the safety and operation of the pipeline. Also, patrolling ground survey may be done for maintenance of all pipeline markers, kilometer posts and other specific indication marks along the pipeline. This may also include –

- (i) Night patrolling by Line walkers or alternative security surveillance system where the pipeline location is vulnerable from security point of view;
- (ii) Right of User tracking through satellite imaging methods for critical stretches of natural gas pipeline system; and
- (iii) Aerial survey of Right of User at critical and in-accessible stretches for example hilly regions and Ghat sections and like other sections;

II. Integrated Surveillance System for critical stretches:

This system may use various types of detection systems such as the following, namely: -

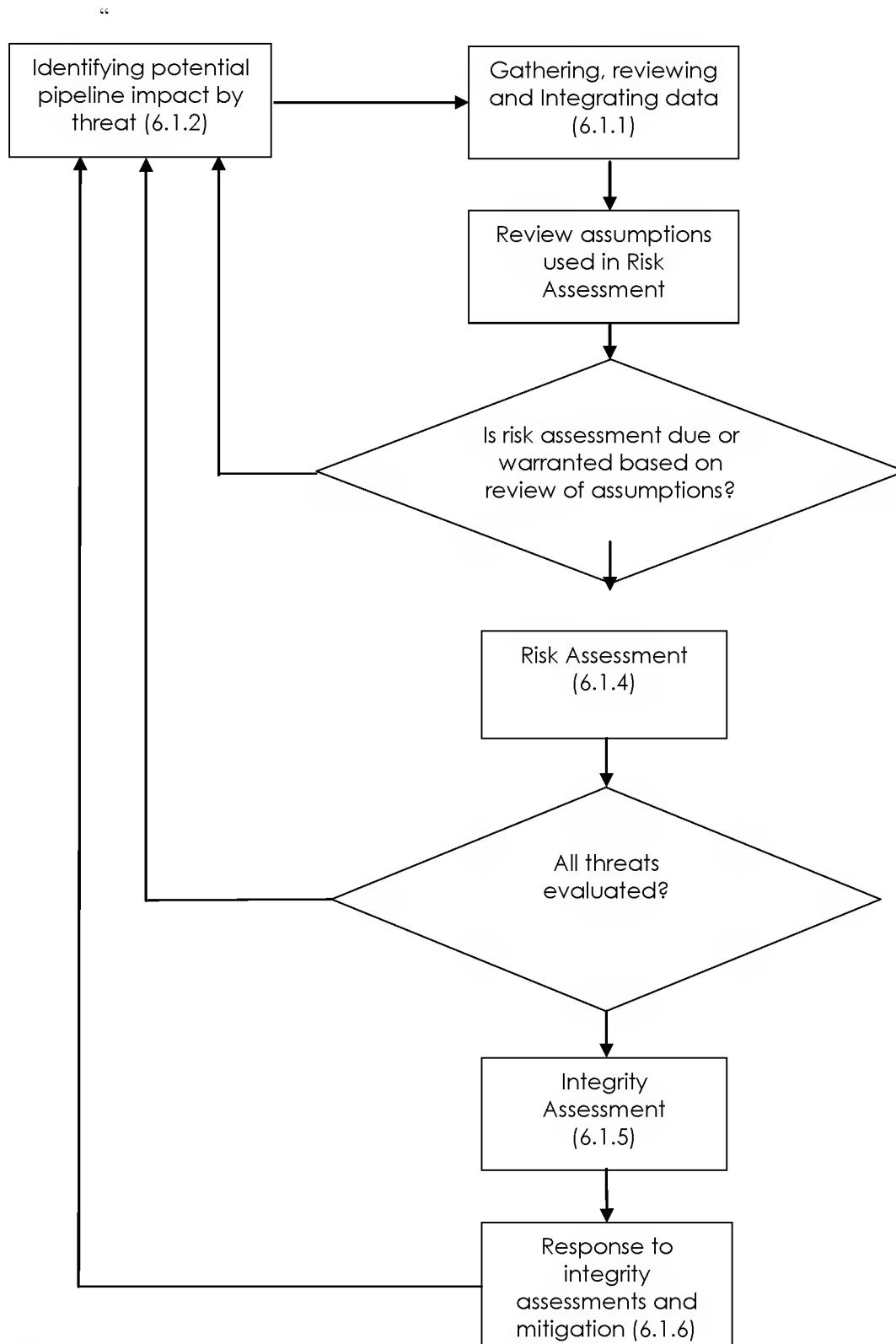
- (i) Fiber Optics System;
- (ii) Ground Sensor System;
- (iii) Radar based detection system; and
- (iv) Fence secure data access system.

III. Awareness Programme:

Villagers and general public along the right of way shall be made aware of the possible consequences of natural gas leaks by providing a list of Do's and Don'ts. Safety awareness among the administration and local public may be created as per the disaster management plan in accordance with the provisions of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan), Regulations, 2010.”;

(12) in Schedule-6,—

- (i) in sub-paragraph, “6.1 Pipeline integrity management Plan”, for the figure occurring after the words, “further detailed hereunder:”, the following figure shall be substituted, namely:—



(ii) under paragraph heading, “6.1.2 Threat Identification:”—

- in sub-paragraph heading, “(I) Time Dependent Threats”, the portion beginning with bullet and words “• Internal corrosion” and ending with the words, “to be considered” and also the portion beginning with star and words, “*Refer the Petroleum”, and ending with the words and figures, “Regulations, 2008” shall be omitted.
- in sub-paragraph heading, “(III) Time Independent Threats”, for the portion beginning with, the figures and words, “iii. Heavy Rains”, and ending with the figures and words, “iii. River Bed movements”, the following shall be substituted, namely: -

"(iii) Hydro technical: water-related threats including, but not limited to, liquefactions, flooding, channeling, scouring, erosions, floatation, breaches, surges, inundations, tsunamis, ice jams, frost heaves, avalanches, creek area effects, river meandering, river bed or bank movement;

(iv) Geotechnical: earth movement threats including, but not limited to, subsidence, extreme surface loads, seismicity, earthquakes, fault movements, mining, mud and landslides or muddy land effects; and

(v) High wind.”;

(iii) in paragraph heading, “6.1.3 Consequence and Impact Analysis”,—

- the portion beginning with the words, “consequence estimation” and ending with the words, “Areas are identified”, shall be omitted and before the word, “Generally”, the heading, “Potential Impact Area.”, shall be inserted;
- the portion word beginning with the word, letters and figures, “Clause no.3.2” and ending with the words “potential impact area”, shall be omitted.

(iv) in sub- paragraph heading, “6.1.4.1 Developing a Risk Assessment Model”, for the word, “Model”, the word, “Approach”, shall be substituted;

(v) in sub-paragraph heading, “6.1.4.2 Risk Assessment for the pipeline system”, the words, “at least”, shall be omitted;

(vi) in the paragraph heading, “6.1.5 Integrity Assessment”,—

- for the portion beginning with the mark and words, “• Hydro testing” and ending with the brackets and letters, “(ISS) etc.”, the following shall be substituted, namely:—
 - Pressure testing;
 - Inline inspection (ILI);
 - Direct Assessment (ECDA, ICDA and SCCDA);
 - Any other Integrity Assessment methodology.”;
- after the words, “method and assessment interval”, the punctuation mark and the words, “, prevention and mitigation measures”, shall be inserted;

(vii) in the paragraph heading, “6.1.6 Mitigation and Response (Repair and Prevention)”,—

- for the portion beginning with the words, “After the completion of assessment”, and ending with the words, “threat to pipeline integrity”, the following shall be substituted, namely: -
“After the completion of Integrity assessment and monitoring or surveys, like inline inspection and, Direct Assessment, coating health surveys and like other monitoring and surveys, the results shall be evaluated and the necessary repairs and preventive actions shall be undertaken to eliminate or reduce the threat to pipeline integrity.”;
- at the end, after the words and punctuation mark, “until the next reassessment.”, the following shall be inserted, namely:
“The entity shall have a plan for ensuring safety of personnel and pipelines by suitable means such as pressure reduction, wherever warranted.”;
- in sub-paragraph heading, “(A) Mitigation through Repair Actions:”—
 - in clause “(a) Immediate repair conditions:”, in sub-clause iii), the words, “a detected”, shall be omitted;
 - in clause “(c) Monitored conditions:”, the word, “interval”, shall be omitted;
- in sub-paragraph heading, “(B) Mitigation through Preventive Actions:”, for the words, “The few”, the word, “Few”, shall be substituted and for the word, “Use”, the word, “User” shall be substituted and for the words and slash, “Cleaning / Pigging”, the words and punctuation mark, “Cleaning, Pigging”, shall be substituted;
- after the sub-paragraph heading, “(B) Mitigation through Preventive Actions:”, the following shall be inserted, namely:

“(C) Review of existing pipeline Class Locations:

If class location changes are perceived due to demographic changes along the existing pipelines, population density survey may be carried out to ascertain the changes in class location.

The change in Location Class shall be evaluated in accordance with relevant provisions of ASME B31.8 and where action is indicated on account of such change, risk assessment of the impacted pipeline section shall be carried out considering the increase in population density and appropriate mitigation actions shall be taken if required. The mitigation actions should include as many of the following but as a minimum shall include those indicated in the table given underneath the list of actions; namely:—

- (a) The concerned pipeline section shall be declared as vulnerable and frequency of patrolling to be increased as per new Location Class;
- (b) Awareness program among local populace;
- (c) Warning Markers shall be installed at lesser interval;
- (d) Pipeline earth cover survey and Mitigation at closer intervals;
- (e) Cathodic protection (CP) monitoring and surveys shall be carried out more rigorously;
- (f) Frequency of Integrity Assessment shall be increased to a minimum of once in 7 (seven) years or as indicated by risk assessment whichever is more frequent;
- (g) Engineering Assessment of the impacted section and mitigation of identified vulnerabilities; and
- (h) Pipeline barrier protection shall be provided by installing concrete slabs or concrete coating or composite wraps or sleeves and like other substances;

Minimum Required Action after Risk Assessment

Change from lower class to	Minimum action from list above
Location Class 2	(a) to (d)
Location Class 3	(a) to (g)
Location Class 4	(a) to (h)

In addition to afore-specified actions, any other actions indicated by risk assessment shall be taken.”;

- (viii) in sub-paragraph heading, “6.1.7 Update, integrate and review data”, for the words and punctuation mark, “soft, hard”, the words, “soft or hard”, shall be substituted;
- (ix) in paragraph heading, “6.2 Performance Evaluation Plan”, the portion beginning with the word, letters and figures, “Refer ASME B31S” and ending with the words “matrix respectively” shall be omitted and for the word, “number”, the word, “Number” shall be substituted;
- (x) in sub-paragraph heading, “6.2.1 Performance Measures”, the word, “pigging”, shall be omitted and at both places the word, “programmes”, shall be substituted by the word, “program” respectively ;
- (xi) in sub-Paragraph heading, “6.3.1 External Communication:”, in clause (II) after the word, “Public”, the words, “or Public institutions like schools, hospitals or other like institutions”, shall be inserted;
- (xii) in paragraph heading “6.4 Management of Change:”, for the words, “Management of Change”, the words, “Management of Change Plan” shall be substituted;
- (xiii) in paragraph heading, “6.5 Quality Control”,—
 - (a) in heading, “Quality Control”, for the word, “Control”, the word, “Plan” shall be substituted;
 - (b) for the words, “quality programme”, the words, “Quality Management Programme” shall be substituted;

(c) the hyphen and figures “-2001”, shall be omitted; and

(d) the portion beginning with the words, “Internal Audits of the Pipeline” and ending with the words, “met and documented” shall be omitted;

(13) in Schedule-7,—

(i) in paragraph heading, “7.1 MANAGEMENT APPROVAL:”,

(a) for the words, “team of the entity”, the words, “or Maintenance of the entity”; shall be substituted;

(b) for the word, “Conformity”, the words, “Verification of Conformity”, shall be substituted;

(ii) the sub-paragraph, “7.2 ACCEPTANCE BY PETROLEUM & NATURAL GAS REGULATORY BOARD (PNGRB)” and the content thereof shall be omitted;

(iii) for sub-paragraph, “7.3 APPROVAL FOR IMPLEMENTATION” and the contents thereof, the following shall be substituted, namely: -

- Step#5: Approval of Integrity Management System document for implementation by the board of the entity for the first time and approval of subsequent periodic review by Chief Executive Officer (CEO) or Full -time Director of the entity.
- Step#6: Approved IMS document along with confirmation from entity of its implementation shall be submitted to the Board.”;

(iv) the Note, at the end and the contents thereof shall be omitted;

(14) for Schedule-8, the following shall be substituted, namely: -

“ SCHEDULE-8

IMPLEMENTATION SCHEDULE of Integrity Management System:

Sr. No.	Activities	Time Schedule
1	Compliance with Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and specifications including Safety Standards for Natural Gas pipelines) Regulations, 2009.	Confirmation to be submitted to Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (PNGRB) along with submission of approved IMS document.
2	Preparation of Integrity Management System document and approval by Head of Operation or Maintenance team of the entity.	1 year from date of commencement of these regulations*
3	Conformity of Integrity Management System document with regulation by Third Party Inspection Agency.	3 months from the approval by the Head of Operation/Maintenance of the entity.
4	Approval for implementation by the Board of the entity for the first time and approval subsequent periodic review by Chief Executive Officer (CEO) or Full-time Director of the entity	Within 3 months from the conformity assessment by Third Party Inspection Agency (TPIA).
5	Start of Implementation	Immediately after approval as specified against Sr. No. 4 in this table.
6	Submission of Integrity Management System Document to Petroleum and Natural Gas Regulatory Board	1 month from the approval as specified against Sr. No. 4 in this table.
7	Submission of Compliance Statement to Petroleum and Natural Gas Regulatory Board	Shall be submitted every year to Petroleum and Natural Gas Regulatory Board.

Note: Steps for implementation to be followed as described in Schedule-7 to these regulations.

*** For new pipelines, the period of 1 year shall be construed as one year from the date of commissioning of such pipelines.”;**

(15) for Schedule -9, the following shall be substituted namely:—

SCHEDULE-2**REVIEW OF THE INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM:****9.1 Periodicity of review of Integrity Management System**

Entities may review their existing Integrity Management System from time to time but not exceeding an interval of every 3 years between two consecutive such review and update the same if required in accordance with the provisions of Schedule-7 based on the performance of Integrity Management Program or changes if any in the statutory or regulatory requirements, but changes of dynamic nature such as addition, deletion, modification of assets, key personnel, interfaces with other utilities and like other changes may not require revision in the IMS and the same can be kept updated periodically by the concern entity.

9.2 Integrity Management System Audit:

Audit of the Pipeline Integrity Management System shall be performed on a regular basis. The purpose of the audits is to ensure compliance with the policies and procedures as outlined in these regulations. Recommendations and corrective actions taken shall be documented and incorporated into the Pipeline Integrity Management System. The following essential items will be focused for any internal and external audit of the entire Integrity Management System, namely: -

- (i) IMS document is developed, approved and is valid;
- (ii) Activities are performed in accordance with the Integrity Management System;
- (iii) Verify if annual performance measures have been evaluated;
- (iv) All action items or non-conformances are closed in a timely manner;
- (v) The risk criteria used have been reviewed and documented; and
- (vi) Prevention, mitigation and repair criteria have been established, met and documented.

9.3 Frequency of Internal and External Audit

There shall be a system for ensuring compliance to the provisions of these regulations by conducting following audits during operation phase, namely: -

- (a) Internal Audit - Every year;
- (b) External Audit – Every 3 years in-line with the approved IMS by third party empaneled by the Board.”;
- (16) in Schedule-10, for the portion beginning with the words, “Entity will have to” and ending with the words, hyphen and figures “Conform to Appendix-IV”, the following shall be substituted, namely: -
“Entity shall have a written plan or philosophy of manning the installations based on activities required for compliance to these regulations and shall address the requirement of manpower for different stages of project, namely; Design, construction, commissioning, operation and maintenance in the said plan.”;
- (17) in Appendix-I, the portion beginning with the mark and words, “Gas Research Institute”, and ending with the words, “natural gas pipelines”, shall be omitted;
- (18) in Appendix-II, in the table, against serial number 6, under the column heading, “Time Schedule”, after the figure and word, “2 Years”, the words, “from the commissioning of pipeline” shall be inserted;
- (19) for Appendix-III and the entries relating thereto, the following shall be substituted namely:

APPENDIX-III**SUGGESTIVE CHART FOR SELECTION OF INTEGRITY ASSESSMENT OR MANAGEMENT METHODS* WITH RESPECT TO SPECIFIC THREAT**

Threat Group	Threat	Integrity Assessment or Management Methods*	Interval
(A) Time-Dependent:			
	External Corrosion	Inline inspection or External Corrosion Direct Assessment (ECDA) or Pressure Testing or Any other Integrity Assessment Methodology	Max. 10 year**

	Internal Corrosion	Inline inspection or Internal Corrosion Direct Assessment (ICDA) or Pressure Testing or Any other Integrity Assessment Methodology	Max.10 year**
	Stress Corrosion Cracking	Inline inspection or Stress Corrosion Cracking Direct Assessment (SCCDA) or Pressure Testing or Any other Integrity Assessment Methodology	Max.10 year**
(B) Stable:			
(a) Manufacturing related defects	Defective Pipe Seam	Inline inspection or Pressure Testing or Any other Integrity Assessment Methodology	Before commissioning or as and when required
	Defective Pipe		
(b) Welding or Fabrication related	Defective Pipe Girth Weld	Caliper Pigging or Electronic Gauging Pigging (EGP)	
	Defective fabrication Weld		
c) Equipment	Wrinkle bend or buckle	Caliper Pigging or Electronic Gauging Pigging (EGP)	
	Stripped threads or broken pipe	Visual Examination or Gas Leakage Survey	
	Gasket or O-ring Failure	Visual Examination or Gas Leakage Survey	
	Control or Relief equipment malfunction	Visual Examination or Gas Leakage Survey	
	Seal pump packing failure	Visual Examination or Gas Leakage Survey	
(C) Time-Independent			
a) Third Party or Mechanical Damage	Damage inflicted by first, second, or third parties (Instantaneous or Immediate failure)	Public Education (See Communication Plan and preventive actions), Patrolling, ROW Maintenance, External Protection	Monthly or Quarterly
	Previously damaged pipe (delayed failure mode)	Above + Leakage Survey, Rehabilitation	
	Vandalism	All above	
b) Incorrect Operations	Incorrect Operational procedure	Compliance Audits	
c) Weather Related and Outside Forces	Weather related	Leakage survey, Surveillance	As and when required
	Lightning	Inspection of Surge diverters	
	Heavy rains or floods	Inspection, Surveillance	
	Earth Movements	Strain monitoring, Leakage survey	
	Creek Area Effects	Surveillance, Leakage survey, Inspection	As and when required
	Muddy or Marshy area effects	Surveillance, Leakage survey, Cathodic Protection monitoring	As and when required
	River Bed Movements	Surveillance, Leakage survey, Inspection	As and when required

- * Some of the important Integrity Assessment or Management Methods have been mentioned in Schedule-5 to these regulations.
- ** Inline inspection frequency to be as per Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for natural gas pipelines) Regulations, 2009.”;
- (20) Appendix-IV and the entries relating thereto shall be omitted.

VANDANA SHARMA, Secy.

[ADVT.-III/4/Exty./382/2020]

Foot Note: The Principal regulations were notified vide no. F.No. Infra/IM/NGPL/1201, dated 5th November, 2012.